УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ПО ОБЪЕКТУ D_3FMIII+IV НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

♦♦♦♦♦

APPLICATION OF DISPLACEMENT CHARACTERISTICS TO DETERMINE RECOVERABLE OIL RESERVES FOR THE D_3FMIII+IV OIL FIELD OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE

Петрушин Евгений Олегович
начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Григулецкий Владимир Георгиевич
доктор технических наук,
профессор,
заведующий кафедрой высшей математики
Кубанский государственный аграрный университет
имени И.Т. Трубилина
gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. В статье выполнен обзор методов построения и обработки характеристик вытеснения. Для прогнозирования показателей по объекту D_3fmIII+IV нефтяного месторождения, расположенного в Ненецком автономном округе, выбраны методы Назарова С.Н. - Сипачёва Н.В. (1972), Б.Ф. Сазонова (1972), М.И. Максимова (1959) и А.М. Пирвердяна (1970), т.к. по объекту наблюдается рост обводнённости. Данная группа методов принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора с накопленными отборами пластовых флюидов. В результате при условии достижения обводнённости 98 % по объекту D_3fmIII+IV ожидается накопленная добыча нефти за весь период работы на уровне 8850,7 тыс. тонн в соответствии с методом Назарова С.Н. - Сипачёва Н.В., 8475,1 тыс. тонн в соответствии с методом Б.Ф. Сазонова, 8577,5 тыс. тонн в соответствии с методом М.И. Максимова и 7083,5 тыс. тонн по методу А.М. Пирвердяна.

Ключевые слова: характеристики вытеснения; определение извлекаемых запасов нефти; определение прогнозных значений показателей разработки; прогнозная накопленная добыча нефти; прогнозная накопленная добыча воды; прогнозная накопленная добыча жидкости; результаты обработки характеристик вытеснения.

Petrushin Evgeniy Olegovich
Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

Griguletsky Vladimir Georgievich
Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Head of the Department
of Higher Mathematics,
Kuban State Agrarian University
named after I.T. Trubilin
gvg-tnc@mail.ru

Annotation. The article provides an overview of methods for constructing and processing displacement characteristics. To predict the indicators for the D_3fmIII+IV object of the oil field located in the Nenets Autonomous Okrug the methods of Nazarov S.N. - Sipachev N.V. (1972), B.F. Sazonov (1972), M.I. Maksimov (1959) and A.M. Pirverdyan (1970), because the object is experiencing an increase in water cut. This group of methods generally belongs to the group of commercial dependencies characterizing the relationship represented by the water-oil factor with the accumulated convenience of reservoir fluid selections. As a result, provided that the water cut reaches 98 % at the D_3fmIII+IV facility, the cumulative oil production for the entire period of operation is expected at the level of 8850.7 thousand tons in accordance with the Nazarov's S.N. – Sipachev's N.V. method, 8475.1 thousand tons in accordance with the Sazonov's B.F. method, 8577.5 thousand tons according to the M.I. Maksimov's method and 7083.5 thousand tons according to the A.M. Pirverdyan's method.

Keywords: displacement characteristics; determination of recoverable oil reserves; determination of projected development indicator values; projected cumulative oil production; projected cumulative water production; projected cumulative liquid production; results of processing displacement characteristics.

Применение характеристик вытеснения

Характеристики вытеснения подразделяются на две большие группы: кривые обводнения и кривые падения. Кривые обводнения являются зависимостью между накопленными отборами нефти, воды и жидкости или зависимости между накопленными отборами и обводнённостью продукции. Кривые обводнения характеризуют про-

цесс обводнения скважин, участка, месторождения и зависимости от накопленной добычи жидкости. Кривые падения – это зависимости между текущей и накопленной добычей нефти от фактора времени. Кривые падения характеризуются изменением добычи нефти во времени.

Старейшими промыслово-статистическими методами являются методы М.И. Максимова, И.Г. Пермякова, А.М. Пирвердяна. Промыслово-статистические методы обладают достаточно высокими погрешностями при определении на ранних стадиях, но они весьма широко используются в различных исследованиях. Рекомендуются в различных руководящих документах в силу простоты.

В силу того, что характеристики вытеснения описывают процессы, протекающие на месторождении со статистической точки зрения, и, следовательно, в силу своих свойств данные методы позволяют осуществлять определение прогнозных значений показателей разработки, таких как:

1) прогноз предельных значений накопленной добычи нефти, когда водонефтяной фактор стремится к бесконечно большому значению (иными словами, можно определить максимально возможные извлекаемые запасы нефти);

2) задаваясь значением балансовых запасов, возможно осуществить нахождение максимально возможного значения коэффициента нефтеизвлечения;

3) прогноз текущих значений накопленной добычи нефти, воды, водонефтяного фактора, задаваясь значением обводнённости продукции. Так, задаваясь значением обводнённости добываемой жидкости $f_в$ = 98 %, получим прогнозное значение реально возможных извлекаемых запасов нефти;

4) задавая значения балансовых запасов, допустимо реализовать нахождение прогнозного значения реально достигаемого коэффициента нефтеизвлечения (КИН).

Кривые вытеснения по методу Назарова С.Н. - Сипачёва Н.В.

Данная группа методов принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора с накопленными отборами пластовых флюидов ($V_н$, $V_в$, $V_ж$).

Различные авторы показывают, что на определённых этапах развития фильтрационного процесса, вызываемого (индуцированного) на объектах разработки, существует возможность описания и прогнозирования дальнейшего развития фильтрационного процесса с помощью представленных моделей.

Данные модели, относящиеся к рассматриваемой группе методов (характеристик вытеснения) представлены в виде основных характеристик вытеснения, заявленных авторами, и в виде характеристик, несколько преобразованных и заявленных другими авторами, которые считают, что в их модификации данные характеристики более адекватны (табл. 1).

При помощи модифицированных характеристик вытеснения параметрические коэффициенты a и b определяются в различных координатах и соответственно результаты аппроксимации различны для одних и тех же данных, но все остальные вычисления производятся одинаково.

Таблица 1 – Основные характеристики вытеснения в 1-ой группе и их аналоги

Основные характеристики вытеснения	Год	Авторы	Аналоги	Год	Авторы
$\frac{V_ж}{V_н} = a \cdot V_в + b$	1972	Назаров С.Н. Сипачёв Н.В.	$\frac{V_в}{V_н} = a \cdot V_в + b$	–	–
$\frac{V_в}{V_н} = a \cdot V_н + b$	1972	Французский нефтяной институт	$\frac{V_ж}{V_н} = a \cdot V_н + b$	–	–
$\frac{V_ж}{V_н} = a \cdot V_ж + b$	1980	Сипачёв Н.В. Пасевич Л.Г.	$\frac{V_в}{V_н} = a \cdot V_ж + b$	1985	Гайсин Д.К. Тимашев Э.М.

Методы данной группы основаны на наличии тесной связи между накопленными отборами нефти, воды и жидкости, выявленной на основе анализа интегральных кривых отборов по ряду залежей.

Методы Назарова С.Н. – Сипачёва Н.В. (1972) и Сипачёва Н.В. - Пасевича Л.Г. (1980) описывают прямую зависимость роста водонефтяного фактора от роста добычи воды с ростом обводнённости добываемой продукции. Чем выше накопленный водонефтяной фактор и стабильнее, и равномернее ведётся разработка объекта, тем актуальнее применение данных методов.

Рассмотрим метод Назарова С.Н. – Сипачёва Н.В., характеристика которого выглядит следующим образом:

$$\frac{V_{ж}}{V_{н}} = a \cdot V_{в} + b\,, \tag{1}$$

где $V_{ж}$ – накопленный отбор жидкости; $V_{н}$ – накопленный отбор нефти; $V_{в}$ – накопленный отбор воды; a и b – коэффициенты линейной аппроксимации.

На основе представленной зависимости строится график фактических накопленных отборов жидкости от накопленных отборов нефти $V_{ж} = f(V_{н})$, по которому определяются коэффициенты a и b.

Извлекаемые запасы нефти для заданного значения нефтенасыщенности $f_{н}$ будут определяться из выражения:

$$V_{н} = \frac{1}{a} \cdot \left(1 - \sqrt{\frac{b \cdot f_{н} - f_{н}}{1 - f_{н}}}\right). \tag{2}$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению извлекаемых запасов нефти, можно определить как

$$V_{ж} = \frac{b \cdot V_{н} - a \cdot V_{н}^{2}}{1 - a \cdot V_{н}}\,. \tag{3}$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению активных извлекаемых запасов нефти, можно определить как:

$$V_{в} = \frac{(b-1) \cdot V_{н}}{1 - a \cdot V_{н}}\,. \tag{4}$$

Кривые вытеснения по методу Максимова М.И. и Сазонова Б.Ф.

Данная группа методов хорошо описывает большинство исследуемых объектов. Методы Максимова М.И. (1959) и Сазонова Б.Ф. (1972) очень слабо подвержены влиянию на результаты прогноза различного рода коррекций и изменений в системе разработки. Данные методы возможно применять на более ранних стадиях разработки месторождений при достижении значений отборов нефти от извлекаемых запасов 0,4-0,5.

Однако существуют объекты, описание которых с помощью данных моделей не вполне адекватно. Это относится к объектам, находящимся на поздней стадии разработки при активном проведении работ по коррекции работы месторождения, например, по изоляции водопритоков, бурении боковых стволов, внедрении методов увеличения нефтеотдачи. Также это касается месторождений при характерном изменении режима работы на поздних стадиях разработки.

М.И. Максимовым путём изучения процесса вытеснения нефти водой из модели пласта, представляющего собой трубу, заполненную песком, установлена эмпирическая зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи нефти. Далее по результатам анализа установленной зависимости предложен метод, основанный на наличии тесной связи между накопленной добычей нефти и воды, особенно чётко проявляющейся в конечной стадии разработки нефтяных залежей. По данному методу зависимость $V_{в} = f(V_{н})$ описывается уравнением показательной функции вида:

$$V_{в} = \beta \cdot \alpha^{V_{н}}\,, \tag{5}$$

где α и β – эмпирические коэффициенты.

Данное уравнение зависимости $V_в = f(V_н)$ при переходе к линейному виду представляется зависимостью:

$$\ln V_в = a \cdot V_н + b\,, \tag{6}$$

где $a = \ln \alpha$, $b = \ln \beta$ – эмпирические коэффициенты.

В соответствии с данным методом строится зависимость в полулогарифмических координатах $\mathrm{Y} = \ln V_в$, $\mathrm{X} = \ln V_н$. По построенной зависимости определяется линейный участок, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты *a* и *b*. Для выбранных значений при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации *a* и *b*. Автором метода утверждается, что на прямолинейность конечного участка данной характеристики вытеснения не оказывает существенного влияния ни применение на исследуемых объектах форсированного отбора жидкости, ни осуществление закачки воды в пласт. Следовательно, данный метод позволяет осуществлять прогнозы дальнейшей добычи пластовых жидкостей из нефтяных пластов в условиях вытеснения нефти водой.

Рассмотрим метод Максимова М.И. и его возможности более подробно. Извлекаемые запасы нефти для заданного значения $f_н$ будут определяться из выражения:

$$V_н = \frac{1}{a} \cdot \ln\left(1 - \sqrt{\frac{1 - f_н}{f_н \cdot a \cdot e^b}}\right). \tag{7}$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению активных извлекаемых запасов нефти, можно определить как:

$$V_в = e^{a \cdot V_н + b}\,. \tag{8}$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению активных извлекаемых запасов нефти, можно определить как:

$$V_{ж} = V_н + e^{a \cdot V_н + b}\,. \tag{9}$$

Метод, предложенный Б.Ф. Сазоновым в 1972 году, основан на предположении наличия тесной связи между накопленной добычей нефти и жидкости, особенно чётко проявляющейся в конечной стадии разработки нефтяных залежей. По данному методу зависимость $V_в = f(V_н)$ описывается уравнением показательной функции вида:

$$V_{ж} = \beta \cdot \alpha^{V_н}\,. \tag{10}$$

Данное уравнение зависимости $V_в = f(V_н)$ при переходе к линейному виду представлено зависимостью:

$$\ln V_{ж} = a \cdot V_н + b\,. \tag{11}$$

Строится зависимость в полулогарифмических координатах $\mathrm{Y} = \ln V_{ж}$, $\mathrm{X} = V_н$. По построенной зависимости определяется интервал, по которому необходимо определить эмпирические коэффициенты a и b. Полученная зависимость стремится к линейному виду на конечном участке, и для определения аппроксимационных коэффициентов выбираются значения, лежащие на конечном участке. Для выбранных значений при помощи метода наименьших квадратов определяются коэффициенты линейной аппроксимации *a* и *b*.

Извлекаемые запасы нефти для заданного значения $f_н$ будут определяться из выражения:

$$V_н = \frac{1}{a} \cdot \ln\left(\frac{1}{f_н \cdot a \cdot e^b}\right). \tag{12}$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости, которая соответствует значению активных извлекаемых запасов нефти, можно определить как:

$$V_{ж} = e^{a \cdot V_{н} + b}. \quad (13)$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению активных извлекаемых запасов нефти, можно определить как:

$$V_{в} = e^{a \cdot V_{н} + b} - V_{н}. \quad (14)$$

Методы Максимова М.И. и Сазонова Б.Ф. являются родственными методами. В силу этого области их применения практически совпадают, однако в ряде случаев метод Сазонова Б.Ф. менее подвержен влиянию изменений в системе разработки рассматриваемых объектов.

Методы Максимова М.И. и Сазонова Б.Ф. не асимптотичны, т.е. данные кривые вытеснения не имеют свойства асимптотического приближения к прямой, характеризующей максимально возможные извлекаемые запасы нефти.

Соответственно при помощи данных методов нет возможности определить максимально извлекаемые запасы нефти при бесконечно долгой фильтрации, однако существует возможность нахождения извлекаемых запасов нефти на заданное нефтесодержание или обводнённость продукции скважин, обычно принимаемых 0,02–0,05 доли ед. и 0,95–0,98 доли ед.

При определении значений извлекаемых запасов нефти на заданную обводнённость продукции скважин возможно определение прогнозных отборов воды и жидкости. При помощи данных моделей в явном виде не существует возможности определения извлекаемых запасов нефти, задаваясь значением водонефтяного фактора.

Кривые вытеснения по методу Пирвердяна А.М.

Ряд авторов показывает, что при определённой степени допущений между динамикой накопленных отборов нефти $V_н$ и динамикой накопленных отборов жидкости $V_ж$ имеет место степенная зависимость вида:

$$V_{н} = f \cdot V_{ж} - n. \quad (15)$$

Такое предположение положено в основу целого ряда характеристик вытеснения, основные из которых представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные и модифицированные характеристики вытеснения

Основные характеристики вытеснения	Год	Автор	Модифицированные характеристики вытеснения
$V_{н} = a + \frac{b}{\sqrt{V_{ж}}}$	1970	Пирвердян А.М.	$V_{н} \cdot \sqrt{V_{ж}} = a \cdot \sqrt{V_{ж}} + b$
$V_{н} = a + \frac{b}{V_{ж}}$	1974	Камбаров Г.С.	$V_{н} \cdot V_{ж} = a \cdot V_{ж} + b$
$V_{н} = a + \frac{b}{V_{ж}^{\lambda}}$	1976	Казаков А.А.	$V_{н} \cdot V_{ж}^{\lambda} = a \cdot V_{ж}^{\lambda} + b$
$V_{н} = a + b \cdot V_{ж}$	–	метод постоянного нефтесодержания	–

При выводе расчётных формул автором метода принято допущение о прямой пропорциональности суммарного расхода жидкости пропластка и его проницаемости. Основная и модифицированная кривые вытеснения характеризуют одну и ту же зависимость, однако при осуществлении аппроксимации данных выражений могут быть получены различные результаты. Это объясняется тем, что операция аппроксимации выявляет не столько прямые закономерности, сколько статистические.

Рассмотрим модель вытеснения Пирвердяна А.М. более подробно. Извлекаемые запасы нефти для заданного предельного значения обводнённости $f_в$ будут определяться из выражения:

$$V_{н} = a - \sqrt[3]{2 \cdot (-b)^{2} \cdot (1 - f_{в})}. \quad (16)$$

Прогнозную накопленную добычу жидкости определяем по формуле:

$$V_{ж} = \left(\frac{b}{V_{н} - a} \right)^2 \quad . \tag{17}$$

Прогнозную накопленную добычу воды, которая соответствует значению $V_н$, можно определить как:

$$V_{в} = \left(\frac{b}{V_{н} - a} \right)^2 - V_{н} . \tag{18}$$

Применение характеристик вытеснения по объекту D_3fmIII+IV для определения извлекаемых запасов нефти

Объект D_3fmIII+IV является основным для рассматриваемого нефтяного месторождения и вступил во вторую стадию разработки, поэтому оценку извлекаемых запасов нефти при помощи характеристик вытеснения проведём на нём.

Так как объект характеризуется высоким значением обводнённости, то для прогнозирования извлекаемых запасов воспользуемся методами Назарова - Сипачёва, Сазонова, Максимова и Пирвердяна. Для этого перестроим график показателей работы по объектам в новых координатах в соответствии с каждым из методов (рис. 1–4). Для всех графиков R^2 больше 0,5, что говорит о достоверности подобранных трендовых линий.

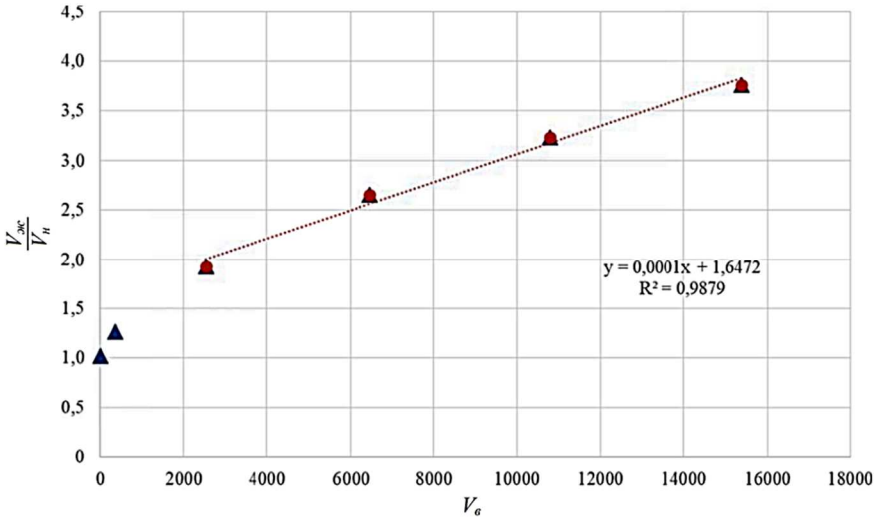

Рисунок 1 – Результат обработки по методу Назарова - Сипачёва

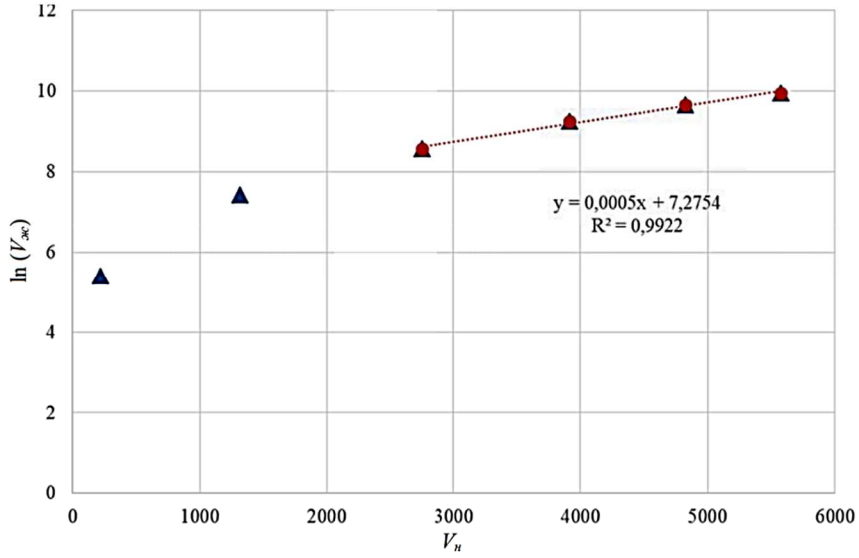

Рисунок 2 – Результат обработки по методу Сазонова

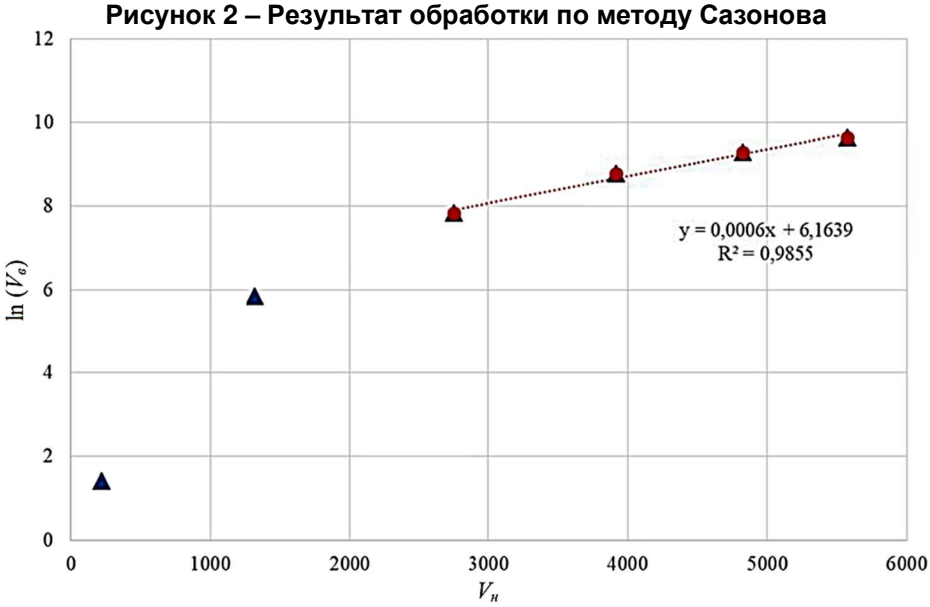

Рисунок 3 – Результат обработки по методу Максимова

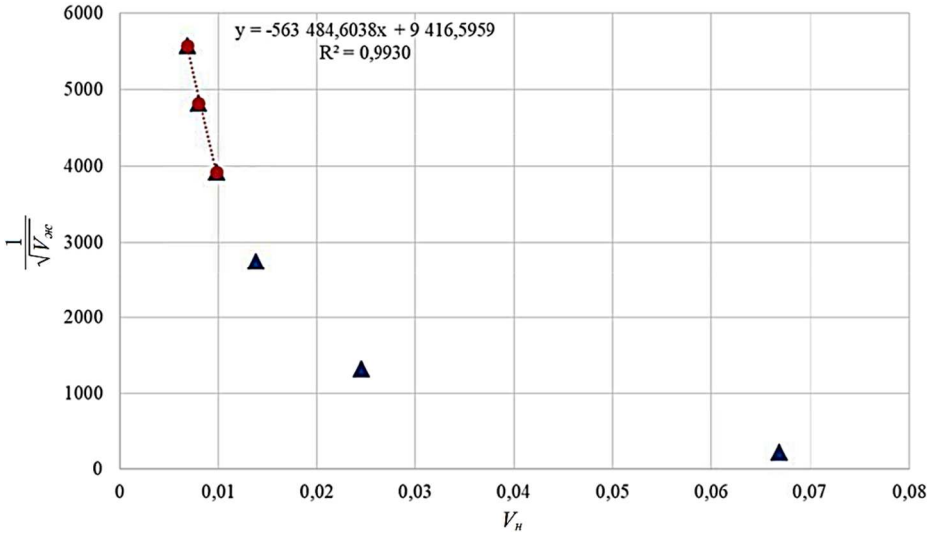

Рисунок 4 – Результат обработки по методу Пирвердяна

Сняв с графиков коэффициенты *a* и *b*, рассчитаем по методам Назарова - Сипачёва, Сазонова, Максимова и Пирвердяна (формулы 2–18) прогнозные значения по накопленным параметрам для каждой скважины, предполагая, что конечная обводнённость составит 98 % (табл. 3, рис. 5).

Таблица 3 – Результаты обработки характеристик вытеснения

Параметр	Метод Назарова - Сипачёва	Метод Сазонова	Метод Максимова	Метод Пирвердяна
a	0,0001	0,0005	0,0006	9416,6
b	1,6472	7,2754	6,1639	–563485,6
Прогнозная накопленная добыча нефти, млн тонн	8,851	8,475	8,578	7,084
Прогнозная накопленная добыча воды, млн тонн	49,842	91,525	81,667	51,245
Прогнозная накопленная добыча жидкости, млн тонн	58,693	100,000	90,244	58,329

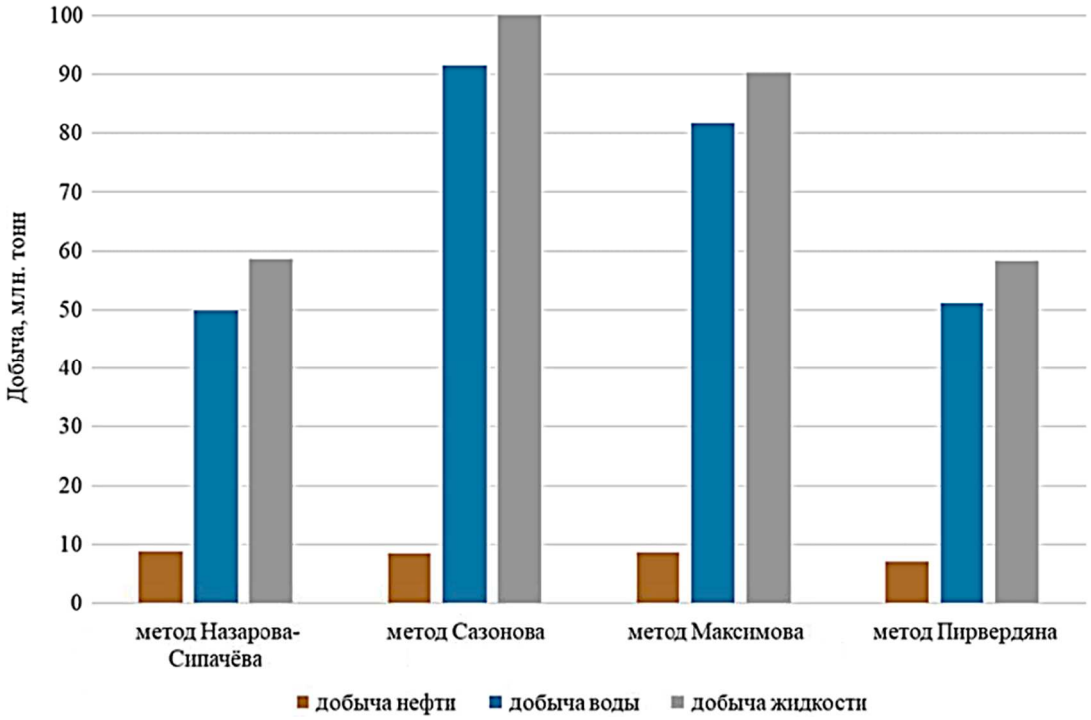

Рисунок 5 – Сравнение применяемых методов

В результате при условии достижения обводнённости 98 % по объекту D3fmIII+IV ожидается накопленная добыча нефти за весь период разработки на уровне 8,851 млн тонн по методу Назарова – Сипачёва, 8,475 млн тонн по методу Сазонова, 8,578 млн тонн по методу Максимова и 7,084 млн. тонн по методу Пирвердяна.

Как видно из рисунка 5, метод Назарова - Сипачёва, метод Сазонова и метод Максимова имеют схожие результаты.

Выводы и рекомендации

В работе представлены краткие теоретические сведения о применении характеристик вытеснения, рассмотрены 4 методики: Назарова - Сипачёва, Сазонова, Максимова и Пирвердяна. По представленным методикам для объекта D_3fmIII+IV спрогнозированы накопленная добыча нефти, накопленная добыча воды и накопленная добыча жидкости.

При достижении обводнённости 98 % накопленная добыча нефти может составить от 7,084 млн до 8,851 млн тонн.

С получением новых показателей разработки объекта рекомендуется провести перерасчёт прогноза для повышения точности.

Литература

1. Гула Е.В. Методика интерпретации скважинных имиджей на примере карбонатных отложений Северо-Хоседаюского месторождения / Е.В. Гула, А.В. Черницкий; Под ред. А.В. Фомкина, С.А. Жданова // Исследование технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений: сборник научных трудов. – М. : Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт, 2018. – С. 113–130.
2. Гусейнова Н.И. Современные представления об объекте, задачах и методах диагностирования пласта при воздействии на него с целью повышения нефтеотдачи // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 151–155.
3. Захарченко Е.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин / Е.И. Захарченко, Ю.И. Захарченко // Булатовские чтения : в 2 т. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 170–172.
4. Иктисанов В.А. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличение нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи / В.А. Иктисанов, Р.З. Сахабутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 72–76. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-72-76

5. Ладенко А.А. Анализ динамики показателей разработки и условий эксплуатации скважин на одном из газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.А. Ладенко, Е.О. Петрушин // Инженер-нефтяник. – 2024. – № 1. – С. 8–21.
6. Ладенко А.А. Повышение эффективности разработки с использованием скважин с многозабойным окончанием на одном из газонефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 5(377). – С. 55–64.
7. Медведский Р.И. Апробация методики прогноза выработки запасов нефти на основе обобщённой характеристики вытеснения / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 1(31). – С. 37–40.
8. Нешков А.И. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 172–185.
9. Нешков А.И. Анализ текущего состояния разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / А.И. Нешков, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Технические и технологические системы: материалы XIII Международной научной конференции (23–25 ноября 2022 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – С. 346–352.
10. Петрушин Е.О. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применяемых геолого-технических мероприятий на Южно-Сотчемьюском нефтяном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 162–174.
11. Петрушин Е.О. Применение характеристик вытеснения для расчёта прогнозных технологических показателей разработки залежи нефти в карбонатных отложениях задонского горизонта верхнего девона нефтяного месторождения при различных вариантах // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 2. – С. 131–147.
12. Петрушин Е.О. Разработка методики по оптимизации исследований скважин с целью контроля за разработкой нефтегазоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2025. – № 4 (388). – С. 52–63.
13. Петрушин Е.О. Обзор существующих причин обводнения нефтедобывающих скважин и методов борьбы с избыточными водопритоками / Е.О. Петрушин, В.Г. Григулецкий // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2025. – № 1. – С. 188–210.
14. Петрушин Е.О. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов на нефтяном месторождении со сложным геологическим строением / Е.О. Петрушин, В.Г. Григулецкий // Булатовские чтения. – 2025. – Т. 1. – С. 213–224.
15. Савенок О.В. Анализ причин снижения нефтеотдачи на Западно-Хоседаюском месторождении и рекомендации для внедрения геолого-технических мероприятий / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 290–298.
16. Савенок О.В. Анализ технико-экономической эффективности вариантов разработки Мичаюского месторождения / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 299–310.
17. Использование фильтрационной модели карбонатного коллектора для повышения показателей разработки Северо-Хоседаюского нефтяного месторождения / Г.В. Сансиев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 27–29.
18. Фаттахов И.Г. Расчёт эффективности применения солянокислотной обработки по характеристикам вытеснения / И.Г. Фаттахов, Д.В. Новосёлова // Фундаментальные исследования. – 2014. – № 12-6. – С. 1186–1190.
19. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
20. Шапков Е.Н. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения / Е.Н. Шапков, О.В. Савенок // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1(85). – С. 22–48.

References

1. Gula E.V. Methodology for interpreting well images using the example of carbonate deposits of the North-Khosedayuskoye field / E.V. Gula, A.V. Chernitsky; Edited by A.V. Fomkin, S.A. Zhdanov // Study of technologies for improving the efficiency of oil field development: collection of scientific papers. – M. : All-Russian Oil and Gas Research Institute, 2018. – P. 113–130.
2. Huseynova N.I. Modern ideas about the object, tasks and diagnostic methods of a reservoir during simulation in order to increase oil recovery // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 2. – P. 151–155.

3. Zakharchenko E.I. Application of Markov models to the analysis of development oil and gas fields and assessment of outputs of wells / E.I. Zakharchenko, Yu.I. Zakharchenko // Readings of A.I. Bulatov : in 2 parts. – Vol. 2. – Part 1. – P. 170–172.
4. Iktissanov V.A. Evaluation of effectiveness of EOR and bottomhole treatment technologies using rate transient analysis / V.A. Iktissanov, R.Z. Sakhabutdinov // Oil Industry. – 2019. – № 5. – P. 72–76. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-5-72-76
5. Ladenko A.A. Analysis of the dynamics of development indicators and operating conditions of wells in one of the gas condensate fields of the Timan-Pechora oil and gas province / A.A. Ladenko, E.O. Petrushin // Petroleum engineer. – 2024. – № 1. – P. 8–21.
6. Ladenko A.A. The deposits development efficiency increase by using multilateral wells at one of the gasoil fields of Timan-Pechorsky oil and gas province // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 5(377). – P. 55–64.
7. Medvedsky R.I. Testing the methodology for forecasting oil reserve development based on the generalized displacement characteristics / R.I. Medvedsky, A.A. Sevastyanov // News of Higher Educational Institutions. Oil and Gas. – 2002. – № 1(31). – P. 37–40.
8. Neshkov A.I. Analysis of carrying out hydrochloric acid treatment of wells of the North-Khosedayuskoye oil field / A.I. Neshkov, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 2. – P. 172–185.
9. Neshkov A.I. Analysis of the current state of development of the North-Khosedayuskoye oil field / A.I. Neshkov, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Technical and technological systems: materials of the XIII International scientific conference (November 23–25, 2022, Krasnodar). – Krasnodar : «Publishing House – South», 2022. – P. 346–352.
10. Petrushin E.O. Analysis of the current state of development and the efficiency of the applied geological and technical measures on the Yuzhno-Sotchemyuskoe oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2024. – № 1. – P. 162–174.
11. Petrushin E.O. Application of displacement characteristics to calculate predictive technological indicators of oil reservoir development in carbonate deposits of the Zadonsk horizon of the upper devonian oil field under various options // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2024. – № 2. – P. 131–147.
12. Petrushin E.O. Development of a method for optimizing wells studies to control the development of an oil and gas condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2025. – № 4(388). – P. 52–63.
13. Petrushin E.O. Review of the existing causes of watering of oil-producing wells and methods of combatting excess water inflows / E.O. Petrushin, V.G. Griguletsky // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2025. – № 1. – P. 188–210.
14. Petrushin E.O. Analysis of the efficiency of applying methods of increasing oil recovery at an oil field with a complex geological structure / E.O. Petrushin, V.G. Griguletsky // Readings of A.I. Bulatov. – 2025. – Vol. 1. – P. 213–224.
15. Savenok O.V. Analysis of the reasons for the decline in oil recovery on the Zapadno-Khosedayuskoye field and recommendations for the implementation of geological and technical measures / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 290–298.
16. Savenok O.V. Analysis of the technical and economic efficiency of options for the development of the Michayuskoye field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Readings of A.I. Bulatov. – 2022. – Vol. 1. – P. 299–310.
17. Use of carbonate reservoir filtration model to increase the development parameter of the North-Khosedayuskoye oil field / G.V. Sansiyev [et al.] // Oil Industry. – 2013. – № 8. – P. 27–29.
18. Fattakhov I.G. Calculation of the efficiency of hydrochloric acid treatment on the characteristics of extrusion / I.G. Fattakhov, D.V. Novoselova // Fundamental research. – 2014. – № 12-6. – P. 1186–1190.
19. Hayitov O.G. Final oil recovery justification multivariate regression analysis // Readings of A.I. Bulatov. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
20. Shapkov E.N. Forecasting the development indicators of the Polevoye oil field based on the analysis of generalized displacement characteristics methods / E.N. Shapkov, O.V. Savenok // Science and technology in the gas industry. – 2021. – № 1(85). – P. 22–48.